

Program II spotkania
Konwersatorium „Energetyka przyszłości”
nt. „Segment energetyki odnawialno-gazowej. Elektrownia wirtualna”

Najbliższe spotkanie odbędzie się 7 grudnia w Gliwicach, na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej, Sala Posiedzeń Rady Wydziału, ul B. Krzywoustego 2. Rozpoczęcie spotkania o godz. 15.00

Program:

1. Rozproszone technologie energetyczne (wytwarzanie widziane przez pryzmat procesów termodynamicznych, biotechnologicznych, ochrony środowiska, urządzeń energetycznych). Tadeusz Chmielniak, Janusz Skorek
2. Małe źródło (kogeneracyjne źródło gazowe – silnik gazowy, elektrownia wiatrowa, elektrownia wodna, ogniwo paliwowe) jako obiekt regulacji (technicznej) i sterowania w systemie elektroenergetycznym (w tym praca autonomiczna małego źródła). Bogusław Grzesik, Paweł Sowa, Bernard Baron, Adrian Halinka, Michał Szewczyk
3. Małe źródło jako obiekt zarządzania na rynkach energii elektrycznej, ciepła, chłodu oraz gazu. Koncepcja elektrowni wirtualnej jako systemu efektywnego zarządzania energetyką rozproszoną na rozwiniętym rynku energii elektrycznej. Bernard Baron, Bernard Witek, Paweł Kucharczyk, Maksymilian Przygodzki
4. Energetyka rozproszona w systemie prawnym UE (zwłaszcza w świetle dyrektyw dotyczących: efektywności energetycznej, bezpieczeństwa dostaw gazu, bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, środowiska). Paweł Kucharczyk
5. Rynkowa ekonomika energetyki rozproszonej. Koncepcja włączenia sieci do definicji technologii elektroenergetycznej. Koncepcja dopuszczenia zamiany ról systemu i źródła lokalnego w aspekcie podstawowego i rezerwowego zasilania w energię elektryczną. Henryk Kocot, Roman Korab, Paweł Kucharczyk, Maksymilian Przygodzki
6. Energetyka rozproszona w świetle internalizacji kosztów zewnętrznych. Pilna potrzeba koordynacji cen na rynku handlu uprawnieniami do emisji CO₂ oraz udziałów energii odnawialnej i produkowanej w skojarzeniu (wpływających na ceny certyfikatów zielonych i czerwonych na rynku certyfikatów). Henryk Kocot, Roman Korab, Paweł Kucharczyk
7. Energetyka rozproszona w systemie podatkowym UE i w Polsce, zwłaszcza w świetle żądań inwestorów dotyczących ulg podatkowych w obszarze energetyki systemowej (dla energetyki atomowej, dla instalacji zgazowania węgla i elektrowni gazowo-parowych). Zdolność odpowiedzi technologii elektroenergetycznej na rynkowy wzrost cen oraz na kryzys. Henryk Kocot, Roman Korab, Paweł Kucharczyk
8. Energetyka rozproszona na mapie grup interesów. Nowe grupy interesów: dostawcy urządzeń/technologii, rolnicy, samorządy i przedsiębiorcy w gminach, przedsiębiorstwa chemiczne wymagające restrukturyzacji, grupy wykluczone z elektroenergetyki korporacyjnej. Paweł Ruszkowski

Podkreśla się tu, że chociaż koncepcja elektrowni wirtualnej jest na razie sprawą całkowicie otwartą, to w szczególności koncepcję tę trzeba jednak rozpatrywać w aspekcie takich zagadnień jak: (i) współpraca źródeł rozproszonych z systemem, (ii) praca autonomiczna źródła (grupy źródeł), (iii) rezerwowanie źródeł wiatrowych, np. za pomocą gazowych źródeł szczytowych, (iv) obrona energetyki rozproszonej w początkowej fazie rozwoju *black out-u*, (v) operatorstwo handlowo-techniczne energetyki rozproszonej, (vi) zarządzanie systemem zróżnicowanej jakości energii elektrycznej i niezawodności jej dostaw, (vii) zarządzanie systemem zróżnicowanego bezpieczeństwa energetycznego (dostaw energii elektrycznej), itp.

Ukierunkowanie spotkania w aspekcie zagadnień rynkowych, p. 5 i 6 programu:

Zdolność technologii do odpowiedzi na rynkowy wzrost cen energii elektrycznej oraz na kryzys na rynku energii elektrycznej (czyli na sytuację, w której państwo będzie skłonne między innymi do nowej koordynacji podatku akcyzowego w obszarze szeroko rozumianej energetyki). Przełom technologiczny na horyzoncie

2006 rok nie przyniósł wzrostu liczby gazowych źródeł kogeneracyjnych. Przeciwnie, liczne źródła istniejące, bardzo dobrze dobrane/zoptymalizowane pod względem energetycznym i ekonomicznym, zarówno średniej wielkości (na przykład Siedlce – 15 MW_e), jak i mikroźródła (na przykład Tuchów – 66 kW_e), zostały wyłączone na skutek synergicznego współdziałania: regulacji (MG, URE), braku konkurencji w gazownictwie oraz oporu spółek dystrybucyjnych w elektroenergetyce. To przyspieszyło postęp w zakresie rozpoznania przez niezależnych inwestorów (spoza elektroenergetyki i gazownictwa) wielkich możliwości tkwiących w agroenergetyce (biotechnologia środowiskowa i uprawy energetyczne) oraz w technologiach biometanowych (zgazowanie biomasy energetycznej).

Ogólnie przyspieszona została świadomość, że siła nowych technologii polega na uchyleniu przez te technologie furty do konkurencji na rynku energii elektrycznej poza zasadą TPA (na dostrzeżeniu możliwości odwrócenia utrwalonego przez dziesięciolecie schematu, że sieć stanowi podstawowe zasilanie, natomiast lokalne źródło wytwórcze nie ma pełnej wartości z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej).

2006 rok jest też wielką nauką (dla tych, którzy chcą się uczyć) jak działa rynek w zakresie internalizacji kosztów zewnętrznych. Wyniki rocznego handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w Unii (polegające na sprowadzeniu wyobrażonych bardzo wysokich cen uprawnień na ziemię) skonfrontowane z „przetargowym” rządowo-korporacyjnym systemem przydziału tych uprawnień w Polsce (z fatalną jakością KPRU-1 i pewnie nie lepszą w przypadku KPRU-2) pokazują efektywność rynku w ogóle, zwłaszcza w porównaniu z centralnym sterowaniem (rynek zapewnia obiektywną alokację zasobów, centralne sterowanie upolitycznia natomiast i zaciemnia przejrzystość rozwiązań).

Rynkowe ceny uprawnień do emisji CO₂ stanowią bardzo dobrą podstawę pod koncepcję jednolitych cen referencyjnych i pod obiektywną/rynkową koordynację rozwiązań na rynkach certyfikatów zielonych i czerwonych (a potencjalnie również certyfikatów błękitnych i białych), zwłaszcza pod budowę racjonalnego systemu ustalania wymaganych udziałów energii elektrycznej „zielonej” oraz „czerwonej” w całkowitej energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców. Mianowicie taką koordynację, która wynika z obiektywnych przesłanek. Wtedy nie będzie trzeba mówić o preferencjach dla energetyki rozproszonej (odnawialnej i kogeneracji). Trzeba będzie natomiast mówić, jak poradzić sobie z balastem w postaci starych, niekonkurencyjnych technologii systemowych w postaci źródeł wytwórczych węglowych (na węgiel kamienny i na węgiel brunatny), obciążających środowisko.

Poniżej przedstawia się uwarunkowania rozwoju energetyki nowego typu, pozwalającej zmierzyć się z jednej strony z ograniczeniami wynikającymi z wyczerpywania się potencjału konkurencji związanego z zasadą TPA, z drugiej natomiast pozwalającej odnieść korzyści z integracji różnorodnych innych potencjałów.

1. Potrzebne jest rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej o: (i) sieć między źródłem i odbiorcą, (ii) sposób rezerwowania (odejście od doktryny, że system elektroenergetyczny zawsze stanowi podstawowe zasilanie odbiorcy), (iii) możliwości w zakresie uzyskiwania przychodów przez wytwórców na rynku usług systemowych, charakterystyczne dla poszczególnych technologii wytwórczych. Jest to rozszerzenie potrzebne na użytek koncepcji cen referencyjnych jako podstawy regulacji prawnych (nowa ustawa Prawo energetyczne) na rynku dostaw energii. Jest to także potrzebne ze względu na konieczność stworzenia nowego systemu oceny ryzyk technologii energetycznych oraz oceny efektywności zintegrowanych technologii. (Na przykład, wykorzystanie biomasy w elektroenergetyce powinno być rozpatrywane już obecnie przez pryzmat efektywności, którą hasłowo można by nazwać, niezbyt zgrabnie, efektywnością biotechnologiczno-energetyczno-środowiskowo-podatkową. Wówczas łatwiej byłoby rozwiązywać trudności. Bo w świetle takiego podejścia okazałoby się na przykład, że nie ma obiektywnych podstaw tego, że istnieje już obecnie stosunkowo rozwinięty rynek biopaliw, a nie istnieje jeszcze rynek biometanu; przecież biotechnologiczno-energetyczna efektywność produkcji biometanu jest wyższa niż produkcji biopaliw, i tak będzie aż do czasu komercjalizacji technologii zgazowania celulozy. Z drugiej strony okazałoby się też, że to mechanizm fiskalny w postaci akcyzy jest główną zaporą wykorzystania biopaliw w projektach kogeneracyjnych, a nie technologie wytwórcze i fundamentalna ekonomika). Przykłady kłopotów związanych z podatkami będą się szybko nasilać. (Koniec 2006 roku dobrze to ilustruje. Mianowicie, pierwsza elektrownia wystąpiła o zwrot akcyzy. Przyczyną jest brak harmonizacji, mimo toczącego się postępowania Komisji Europejskiej, polskiego prawa w tym zakresie z dyrektywą 2003/96/WE).

2. Jest już możliwe, i niezbędne, uwzględnienie rynkowych cen uprawnień do emisji CO₂ (rynek europejski) w ocenie kosztów energii elektrycznej dla poszczególnych technologii energetycznych, przy docelowym zastosowaniu podejścia produktowego do alokacji uprawnień do emisji CO₂ (uwaga: rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej zgodnie z p. 1 powoduje, że np. technologia atomowa musi być obciążona kosztem uprawnień do emisji CO₂ wynikającym z konieczności pokrycia strat sieciowych, w części odpowiadającej strukturze paliwowej wytwarzania energii elektrycznej w systemie).

3. Pojawiają się fundamentalne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszenia presji na inwestycje sieciowe). Dlatego konieczne jest uwzględnienie w ocenie kosztów energii elektrycznej (dla tych technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne, a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym) wartości opłaty przesyłowej. To oznacza konieczność odejścia od obowiązującej bezwarunkowej zasady konieczności pokrywania kosztu opłaty przesyłowej, czyli zgodę na pojawienie się *stranded costs* u operatorów: OSP i OSD. Odwrócenie podejścia do opłaty przesyłowej jest już całkowicie zasadne. Wynika to stąd, że powszechną właściwością dostępnych technologii rozproszonych staje się bardzo wysoka niezawodność i ponadto możliwość autonomicznej pracy źródeł wytwórczych (możliwość pracy na wyspę).

4. Potrzebne jest opracowanie koncepcji wprowadzenia do oszacowań ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej parametru w postaci zdolności technologii energetycznej do odpowiedzi na: (i) rynkowy wzrost cen energii elektrycznej oraz na (ii) kryzys energetyczny, czyli na deficyt mocy zarządzany z jednej strony metodami operatorskimi (rodowodem sięgającymi dawnych stopni zasilania), z drugiej natomiast strukturalnymi zmianami podatkowymi (przyszłościowymi narzędziami w obszarze podatku akcyzowego). W szczególności potrzebna jest ocena minimalnego czasu do odpowiedzi, który zależy mocno od wielu czynników w tym od potrzebnego kapitału inwestycyjnego. Na przykład w przypadku technologii atomowej (obejmującej rozbudowę sieci przesyłowych), wymagającej ogromnych nakładów do pierwszego efektu, czas odpowiedzi, zarówno na wzrost cen jak i na kryzys, to minimum 15 lat. Dla technologii węglowych czas odpowiedzi na wzrost cen – czyli w przypadku, kiedy będzie chodziło głównie o odbudowę mocy wytwórczych w starych lokalizacjach i nie będzie zasadniczego kłopotu z sieciami – będzie wynosił około 5 lat. Ale czas odpowiedzi na kryzys – związany z deficytem mocy i potrzebą budowy nowych mocy wytwórczych (choć w starych technologiach spalania) oraz potrzebą rozbudowy sieci przesyłowych i rozdzielczych, a także z potrzebą inwestycji w kopalniach w nowe ściany wydobywcze – będzie wynosił około 10 lat. Czas odpowiedzi technologii węglowych, których podstawą byłoby zgazowanie węgla (i produkcja benzyn syntetycznych) wynosi natomiast nie mniej niż 15 lat. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii gazowych, których podstawa jest wykorzystanie gazu ziemnego, czyli czas związany z zapewnieniem dostaw tego gazu z nowych kierunków, wynosi nie mniej niż 5 lat. Czas odpowiedzi technologii biometanowych na wzrost cen, związany z kreowaniem ewolucyjnego rozwoju agroenergetyki i z technologiami zgazowania biomasy, będzie wynosił 3 lata. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii biopaliwowych, uzależniony od zmian podatku akcyzowego na biopaliwa stosowane w technologiach kogeneracyjnych, mógłby wynosić 2 lata.

Lista technologii, dla których konieczne jest określenie cen referencyjnych (bloki systemowe, gazowe źródła kogeneracyjne oraz technologie odnawialno-gazowe)

Dla poprawy sytuacji, i uniknięcia silnego kryzysu w perspektywie średnioterminowej, konieczne są pilne działania w sferze prawnoregulacyjnej. Zakłada się, że punktem wyjścia do tych działań powinno być uchwalenie nowej ustawy Prawo energetyczne zapewniającej realizację celów dyrektywy kogeneracyjnej (2004/8/WE) oraz dyrektyw bezpieczeństwa: gazowego (2004/67/EC) i elektroenergetycznego (2005/89/EC).

Za szczególnie ważne z merytorycznego punktu widzenia uważa się niezwłoczne określenie zbioru (na początek obszernego) cen referencyjnych dostawy (sprzedaży/zakupu) energii elektrycznej do odbiorców końcowych wynikających z zastosowania różnych technologii energetycznych. Znaczenie cen referencyjnych, ogłoszonych wspólnie przez Ministerstwo Gospodarki, URE i Ministerstwo Środowiska (uzgodnionych przez te urzędy) polegałoby na tym, że byłyby one pomocne dla rządu w sferze inicjatyw legislacyjnych. Mianowicie, stabilizowałyby one rozwiązania w okresie, kiedy dokonuje się całkowicie nowa, systemowa koordynacja czterech fundamentalnych czynników: bezpieczeństwa zasilania odbiorców, bezpieczeństwa środowiska, nowych technologii energetycznych oraz mechanizmów rynkowych. Zatem ograniczałyby bieżące lobbystyczne naciski grup interesów na rząd. Jednocześnie stanowiłyby one obiektywną podstawę decyzji inwestorów. Zwłaszcza byłyby wiarygodnym odniesieniem dla niezależnych inwestorów w ich własnych analizach (ocenach) ryzyka inwestycyjnego.

Ceny referencyjne powinny być określone odrębnie dla grup odbiorców końcowych zasilanych z czterech rodzajów sieci. Obecnie potrzeba taka wiąże się zwłaszcza z całkowicie nierozpoznaną sytuacją odnośnie możliwości substytucji inwestycji (nowych i modernizacyjnych) w obszarze sieci (tradycyjnie traktowanego rozwoju sieci elektroenergetycznych) przez inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej, posiadającej wielki potencjał warunkowany postępem technologicznym w tym obszarze. Są to następujące rodzaje sieci:

1. Sieci niskiego napięcia posiadające dostateczne zdolności przepustowe z punktu widzenia odbiorców końcowych.
2. Sieci średniego napięcia posiadające dostateczne zdolności przepustowe z punktu widzenia odbiorców końcowych.
3. Sieci niskiego i średniego napięcia na obszarach wiejskich, o niedostatecznych zdolnościach przepustowych z punktu widzenia odbiorców końcowych, wymagające według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, a z drugiej strony szczególnie nadające się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej.
4. Sieci 110 kV (z ewentualnym podziałem na sieci zamknięte, pracujące w sekcjach zamkniętych, oraz na sieci promieniowe).

Ceny referencyjne powinny uwzględniać, przede wszystkim, w jednolity sposób trzy grupy czynników, którymi są:

1. Koszty zewnętrzne środowiska (przez jednolite uwzględnienie kosztów zewnętrznych środowiska, np. związanych z emisją SO_2 , rozumie się głównie podejście produktowe (na MWh energii elektrycznej, na GJ ciepła) do rozdziału uprawnień, obejmujące wszystkie źródła, bez względu na ich wielkość).
2. Wycena usług systemowych (zwłaszcza w sensie wynikającym z dyrektyw 2004/67/EC i 2005/89/EC, co oznacza przede wszystkim potrzebę wykorzystania potencjału gazowych źródeł kogeneracyjnych (rozproszonych) na rynku usług systemowych, zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i gazowego).
3. Właściwe (oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych (szczególne znaczenie w odniesieniu do szacowania opłat przesyłowych ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć poprzez budowę lokalnych źródeł, dobrze dobranych do lokalnych warunków).

Wstępnie proponuje się następującą listę czterech technologii systemowych (źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej):

1. Multiplikowalny blok atomowy o mocy 1000 (1500) MW przyłączany do węzłów sieci 400 kV rozłożonych na terytorium całego kraju (technologia wymagająca wielkich inwestycji sieciowych).
2. Nowa elektrownia na węgiel brunatny, zlokalizowana przy złożach tego węgla występujących koło Legnicy, zwana roboczo Elektrownią Legnica (technologia wymagająca wielkich inwestycji górniczych i sieciowych).
3. Blok na węgiel brunatny o mocy 880 MW, np. Elektrownia Bełchatów II (technologia wymagająca umiarkowanych inwestycji górniczych i sieciowych).
4. Blok na węgiel kamienny o mocy 440 MW, np. w Elektrowni Łagisza (technologia ukierunkowana na rynkowe dostawy węgla kamiennego, wymagająca niewielkich inwestycji sieciowych).

W zakresie gazowych źródeł kogeneracyjnych proponuje się listę, która obejmuje trzy źródła zróżnicowane pod względem mocy, mianowicie:

1. Gazowe źródło kogeneracyjne o mocy 15 ... 50 MW_{el} przyłączone do sieci 110kV (źródłem odniesienia mogłoby w tym przypadku być np. źródło wybudowane przez PEC Siedlce).
2. Gazowe źródło kogeneracyjne o mocy 1 ... 7,5 MW_{el} przyłączone do sieci średniego napięcia, która w przypadku górnej granicy mocy musi być siecią bardzo silną (źródłem odniesienia mogłoby w tym przypadku być np. źródło wybudowane przez Energetykę Ciepłą Opolszczyzny – Ec Harcerska).
3. Gazowe źródło kogeneracyjne o mocy 60 ... 400 kW_{el} przyłączone do sieci niskiego napięcia (źródłem odniesienia mogłoby w tym przypadku być np. źródło wybudowane przez Polskie Elektrownie Gazowe – Ec Tuchów).

W segmencie zintegrowanych technologii odnawialno-gazowych proponuje się listę, która obejmuje cztery technologie. Są to:

1. Technologia wiatrowo-gazowa, z wykorzystaniem gazu ziemnego. (Odniesieniem mógłby być projekt charakterystyczny dla sytuacji w północno-wschodnim regionie Polski, gdzie ze względów systemowych potrzebne są źródła szczytowe i jednocześnie istnieją dobre uwarunkowania do rozwoju energetyki wiatrowej).
2. Zintegrowana technologia biometanowa obejmująca biogazownię i lokalne źródło kogeneracyjne, ewentualnie oczyszczalnię biogazu i stację łączącą instalację biometanu z siecią gazu ziemnego. (Wytypowanie projektu referencyjnego pozostaje w tym przypadku sprawą otwartą).
3. Mała elektrownia wodna. (Projektem odniesienia mogłaby w tym przypadku być jedna z elektrowni w Grupie Kapitałowej ESP na Górnjej Odrze, np. najnowsza elektrownia Krapkowice).
4. Ogniwo paliwowe. (W tym przypadku zasadnicze znaczenie ma określenie charakterystycznych modelowych warunków, w których ogniwo paliwowe będzie w przyszłości stosowane).

Wszechstronna użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu cen referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. Negatywne doświadczenia zagraniczne, o bardzo wielkiej skali, np. doświadczenia niemieckie z energetyką wiatrową, potwierdzają potrzebę poszukiwania takich rozwiązań jak proponowane tu ceny referencyjne.

Założenie dotyczące przygotowań do dyskusji: Pożądane jest, aby zaangażowane osoby udostępniły na podstronie Konwersatorium przed spotkaniem materiał wprowadzający do dyskusji i własne propozycje działań.

Jan Popczyk
29.11.2006